

Стоит упомянуть, что техногенные трещины образуются в направлении параллельном к направлению максимального горизонтального напряжения. В то время, как вывалы образуются в направлении параллельном к направлению минимального горизонтального напряжения.

Отделение искусственных от естественных трещин – это довольно затруднительный процесс, однако в его основе лежит принцип постоянства данных – естественные трещины с гораздо большей вероятностью будут иметь пространственную согласованность в виде схожих на некотором интервале углов падения и азимутальных направлений.

В конечном итоге для дальнейшего сравнения данных FMI и керна, и проведения макрофациального анализа производят детальную увязку керна с имиджами FMI. При увязке этих данных необходимо производить ориентировку керна по положению референтной точки.

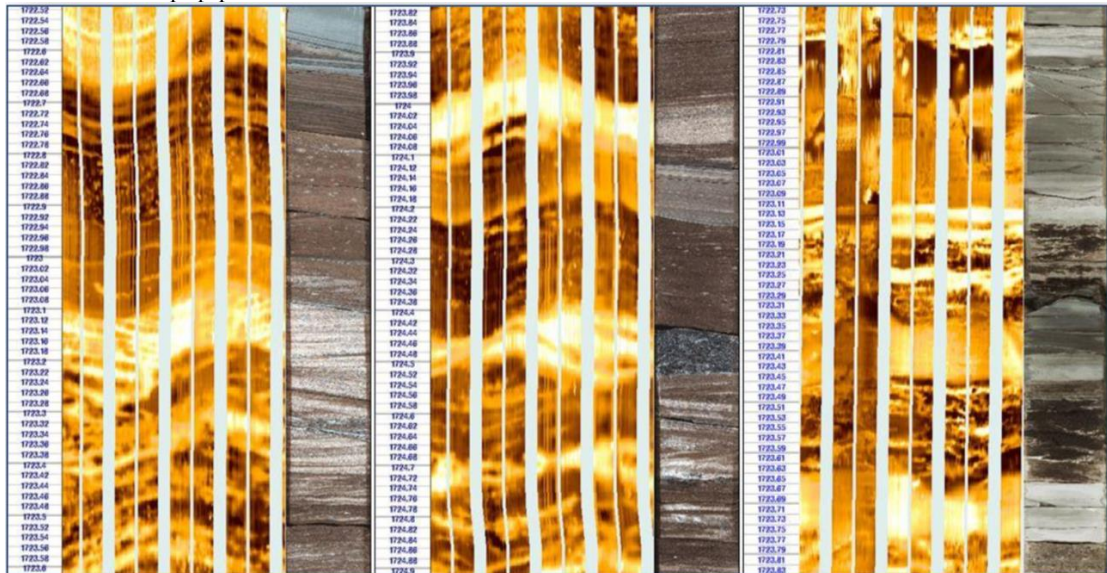


Рис.3 Пример детальной увязки керна

Применение скважинных микросканеров распространяется не только для карбонатных, но и для терригенных отложений в Западной Сибири. Учет качественного и количественной оценки трещиноватости с помощью FMI позволяет создавать наиболее правдоподобные трехмерные геологические модели, которые могут лечь в основу реалистичной гидродинамической модели месторождения. Комплексный анализ изображений FMI с интерпретированными параметрами преобладающих трещин, их типов, в увязке с фотографиями керна позволяет проводить качественный текстурный анализ пород продуктивного пласта, а также устанавливать закономерности фильтрационного течения с максимальной точностью.

Литература

1. FMI – азимутальный электрический микроимиджер [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/imagers/fmi/.
2. Shafieezadeh, M. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245 / M. Shafieezadeh, M. Ziaee, B. Tokhmchi. – 2014. – 8 p.
3. Borehole Imaging Tools – Principles and Applications / P. Gaillot, T. Brewer, P. Pezard, E. Yeh. – 2007. – 4 p.
4. Lorenz J. C., Cooper S. P. Atlas of natural and induced fractures in core. – John Wiley & Sons. – 2017. – 324 p.

ЭКСКЛЮЗИВНАЯ КАРТА МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОГО ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ФОНЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ КАРТЫ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ В.С. СУРКОВА Крутенко Д.С.

Научный руководитель - профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Уже сделано достаточно много важных выводов о наличии закономерностей распределения теплового поля Земли. В ряду таких открытий – закономерное увеличение напряженности современного геотермического режима в направлении с юга на север [5], а также обнаружение корреляции величины тепловых потоков с возрастом складчатого фундамента и с проявлением более поздней тектоно-магматической активизации [1 и др.]. Складчатые блоки молодого возраста (герциниды) в фундаменте характеризуются в целом более высоким тепловым потоком по сравнению с древними складчатыми системами: каледонидами, салаиридами и байкалидами [7]. Тем не менее фундаментальный вопрос о природе вариаций глубинного теплового потока до сих пор остается без полного и обоснованного ответа.

В настоящее время в качестве причин вариаций теплового поля исследователями выдвигаются различные предположения. В данной работе будет рассмотрена связь между тепловым потоком и выносом тепла по разломам, ограничивающим мезозойские грабен-рифты и с наличием структурно-теплофизических неоднородностей в верхних слоях фундамента (интрузий).

Цель исследований заключается в проведении качественного сопоставительного анализа распределения плотности глубинного теплового потока и тектонических элементов фундамента Западно-Сибирской плиты.

Краткая характеристика объекта исследований. Территория исследования включает западную часть Томской области, в которой сосредоточено большинство месторождений региона. В пределах территории (рис.) глубинные региональные разломы, ограничивающие крупные герцинские структуры, в основном, имеют северо-северо-западное направление. Тектонические нарушения, проявившиеся в триасе, пересекают более древние образования в крест простирания, таким образом образуя сложную структурную решетку.

О методике исследования. Автором дополнена карта теплового потока Томской области, которая была построена ранее [2]. Для построения карты использовались расчетные значения плотности глубинного теплового потока в 204 поисково-разведочных, опорных и параметрических скважинах на территории исследования. Все значения теплового потока получены методом палеотемпературного моделирования (Исаев, 2010). Карта теплового потока на фоне тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты В.С. Суркова представлена на рисунке.

Тепловой поток и рифтовые зоны.

Процессы рифтогенеза могут оказывать влияние на распределение теплового поля. Считается, что формирование в раннемезозойское время грабен-рифтов, в частности Колтогорско-Уренгойского, сопровождалось процессами, обусловившими значительный разогрев пород в последующие эпохи вплоть до настоящего времени. При сопоставлении распределения глубинного теплового потока с локализацией грабен-рифтов на изучаемой территории наблюдается отсутствие закономерностей поведения теплового поля в окрестностях рифтовых структур.

Подобный результат был получен и А.Р. Курчиковым [4]. Им были выявлены несколько участков повышенной геотермической активности, совпадающих с положением грабен-рифтов, однако чаще они соотносятся с отрицательными тепловыми аномалиями или с фоновыми характеристиками геотемпературных полей. По мнению А.Р. Курчикова, подобный результат не опровергает возможность формирования аномалий теплового потока в зонах развития грабен-рифтов: аномалии могли быть очень значительными, контрастностью 30-50 мВт/м², однако указывает на ограниченное время их существования до 50-100 млн лет. Этим же можно объяснить отсутствие аномалий теплового потока в пределах рифтовых структур на изучаемой территории, поскольку грабен-рифты были сформированы в период герцинской активизации, более 200 млн лет назад.

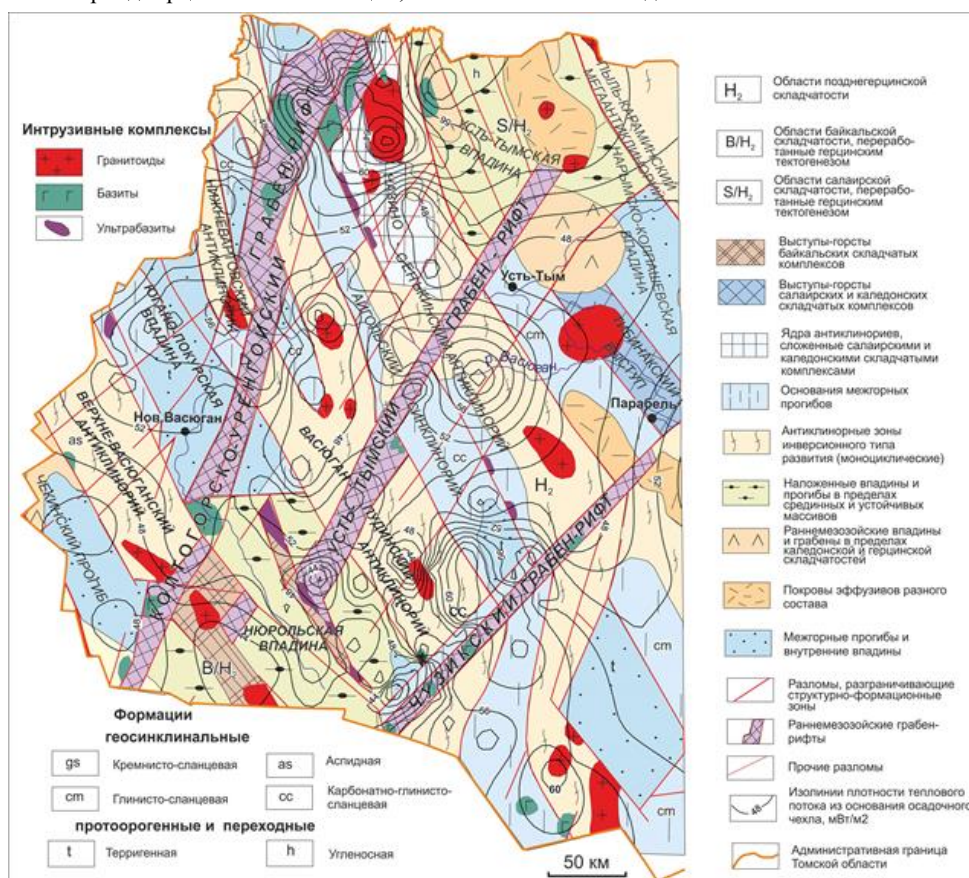


Рис. Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (В.С. Сурков, 1981) с добавлениями [6]

Тепловой поток и интрузии.

Считается, что в Западной Сибири существует зависимость напряженности геотемпературного поля от наличия в фундаменте кислых интрузий. При этом некоторые полагают, что аномалии в современном геотемпературном поле Западной Сибири, приуроченные к интрузивным телам, могут возникать только тогда, когда эти интрузии существуют не более 5 млн лет [3]. Для небольших интрузий (с минимальными размерами 1-2 км) время остывания составляет порядка первых тысяч лет.

При сопоставлении распределения глубинного теплового потока с локализацией интрузивных комплексов на территории не наблюдается однозначных закономерностей. Из 18 интрузий гранитоидного состава: 9 комплексов находятся в зоне повышенных значений теплового потока, 8 – в зоне пониженных значений. 1 – в градиентной зоне. Таким образом, полученный результат может свидетельствовать в пользу утверждения о том, что увеличение содержания радиоактивных элементов в кислых породах интрузий, равно как и повышение теплопроводности за счет гранитов, не может привести к заметному росту глубинного теплового потока.

Заключение. Таким образом, не было выявлено зависимостей между распределением теплового потока и локализацией рифтовых зон и интрузивных комплексов гранитоидного состава. Полученный результат показывает, что древние рифтовые структуры и интрузивные комплексы не оказывают влияния на поле теплового потока, поскольку энергетические процессы, связанные с их формированием, уже завершились. Что касается кислых интрузий, то, вероятно, увеличение содержания радиоактивных элементов и повышение теплопроводности за счет вещественного состава не приводит к значимому повышению глубинного теплового потока.

Литература

1. Дучков А. Д. и др. Новые данные о тепловом потоке Западной Сибири //Геология и геофизика. – 1989. – №. 1. – С. 140-144.
2. Крутенко Д. С., Галиева М. Ф. Плотность глубинного теплового потока и плотность нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. Т. 1. —Томск, 2020. – 2020. – Т. 1. – С. 297-298.
3. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. – 231 с.
4. Курчиков А.Р. Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири: автореф. дис. д. геол.-минер. наук. – Новосибирск, 1995. – 61 с.
5. Никитин Д.С., Хуторской М.Д., Иванов Д.А., Горских П.П. Глубинное строение и нефтегазоносность северо-восточной части Баренцевоморского шельфа. – М.: ГЕОС, 2020. – 148 с.
6. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра. – 1981. – 143 с.
7. Хуторской М.Д. Введение в геотермию: курс лекций. М.: Изд-во РУДН, 1996. – 328 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Леин М.С., Колодяжный А.Б., Федотченко Ф.С.

Научный руководитель – доцент М.О. Коровин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование свойств коллектора, таких как пористость, проницаемость и водонасыщенность является одной из основных задач петрофизика. Это необходимо для построения адекватной геологической модели залежей углеводородов (УВ), подсчета запасов и т.д.

Наиболее надежную информацию об петрофизических свойствах можно получить только путем изучения керна, поэтому необходимо убедиться, что данные ГИС и керна правильно увязаны и выровнены по глубине, прежде чем подбирать какую-либо статистическую модель. Увязка данных керна и ГИС предоставляют наиболее надежную информацию о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов.

Проблема увязки керна и каротажа является неотъемлемой частью любой петрофизической интерпретации и моделирования. Правильное и надежное решение этой задачи предопределяет качество итоговой петрофизической модели, но это сложная задача.

Существует два подхода увязки керна – поинтервальный и поточечный.

Поинтервальный метод обычно используется при высоком извлечении образцов породы из продуктивного интервала. То есть более 70% породы должно сохраниться. В то же время большая часть набора данных (до 90% результатов анализа керна), как правило, приходится на интервалы с низким извлечением, что затрудняет использование таких данных для калибровки.

Поточечная интерпретация является более сложной и ресурсоемкой, чем поинтервальный подход. Данный метод справляется с проблемой смещения керна по глубине на основе результатов стандартного анализа керна для интервалов с низким извлечением. Метод позволяет увязать не только интервалы керна, но и отдельные образцы, что значительно увеличивает количество возможных исходов. Это улучшает точность и качество петрофизической модели.

В статье рассматривается подход поточечной или «point to point» увязки керна. Подход основан на предположении о функциональной связи между петрофизическими свойствами образцов керна и амплитудой геофизических сигналов.